

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise da Conjuntura das Indústrias do Petróleo e do Gás – Dezembro de 2002 - Ano 3 – n.12

Grupo de Energia – Instituto de Economia - UFRJ

www.ie.ufrj.br/infopetro

Apresentação

Este número do *Petróleo & Gás Brasil* traz cinco artigos abordando alguns dos principais temas do setor e os assuntos de maior relevância neste mês de dezembro. A seção “Petróleo-Mercado” começa com um artigo sobre a quinta rodada de licitações da Agência Nacional de Petróleo (ANP), apontando mudanças no processo licitatório, como a adoção do sistema de células e a definição de novos prazos ambientais para acelerar os programas de exploração. Em geral, as mudanças são baseadas nos processos licitatórios do Mar do Norte e do Golfo do México.

O segundo artigo analisa os impactos da crise política venezuelana na estatal PDVSA, terceira maior petrolífera do mundo. O artigo aponta que o conflito entre o governo de Hugo Chávez com a estatal traz o risco de comprometer a credibilidade e o crescimento da empresa, o que prejudicaria as exportações do país e afetaria a atuação da empresa na América Latina, especialmente seus planos para o Brasil, onde continua na programação da estatal a abertura de cerca de 600 postos no Nordeste, seguida, possivelmente, pela construção de uma refinaria.

O próximo artigo oferece uma análise do mercado de derivados no Brasil, marcado em 2002 pela desregulamentação dos preços e a liberalização do regime tarifário. Focalizado no consumo dos três principais derivados, gasolina, diesel e GLP, os autores concluem

que o nível de demanda nos próximos anos para estes produtos dependerão do crescimento do PIB, da concorrência inter-energética e o crescimento da massa salarial.

O quarto artigo pondera sobre o aumento das cotas da OPEP em 1,3 milhão de barris de petróleo por dia, totalizando 23 milhões bpd. Apesar de ser pouco mais que uma formalidade, dado o desrespeito geral das cotas por seus membros, o autor afirma que a mudança pode tornar mais fácil a adesão destes países às cotas. O autor conclui que com a maior aderência às políticas da OPEP pode novamente torná-la referência aos fundamentos do mercado de petróleo.

Por final, o Ensaio do Mês considera o crescente problema da queima do gás natural no mundo. Estima-se que entre 100 e 130 bilhões de metros cúbicos de gás são queimados a cada ano no planeta, representando cerca de 13% da produção mundial. O autor demonstra que apesar dos esforços feitos nos anos 90 para reduzir a queima, estes foram contrabalançados pelo aumento na produção de petróleo associado ao gás natural. O autor menciona ainda o programa lançado pelo Banco Mundial em conjunto com o governo da Noruega para promover a redução da queima, visando apoiar a indústria petrolífera e os governos nacionais, incluindo o Brasil, na incorporação de práticas anti-queima.

As opiniões expressas neste boletim refletem tão somente os pontos de vista dos autores dos artigos, e não representam o posicionamento das instituições envolvidas neste projeto.

EQUIPE

Editor Responsável

Edmar Luiz F. de Almeida

Colaboradores

Carla Maria de Souza e Silva
Carlos Augusto Góes Pacheco
Edmar Luiz F. de Almeida
Kátia Regina do Valle Freitas
Leandro dos Reis Araújo
Rafael R. Pertusier

Contato

Tel: (21) 3873-5272
Fax: (21) 2541-8148
e-mail: infopetro@ie.ufrj.br

Apoio

ONIP-FINEP – FNDCT-CTPETRO

NESTA EDIÇÃO

Petróleo

Definidas as Novas Regras para a Quinta Rodada de Licitações da ANP	2
A PDVSA em Meio à Crise Venezuelana	5
Comportamento Recente da Demanda de Combustíveis	7
Aumento nas Cotas da OPEP: Oficializando a Indisciplina?	9

Fatos Marcantes do Mês	11
-------------------------------------	----

Ensaio do Mês

Queima do Gás Natural: Problema ou Oportunidade?	14
--	----

Anexo Estatístico	16
--------------------------------	----

Definidas as Regras para Quinta Rodada de Licitações da ANP

Apesar da apreensão quanto a seu relacionamento com o novo governo, a Agência Nacional de Petróleo (ANP) se prepara para lançar o pré-edital que definirá o novo formato de regras a partir da quinta rodada de licitações exploratórias no país. As mudanças a serem implementadas em relação às rodadas anteriores já são de conhecimento do setor (*vide Petróleo & Gás Brasil, setembro 2002*), tendo sido apresentadas em audiência pública pela ANP, apenas restando sua consolidação com a publicação do pré-edital, originalmente prevista para dezembro de 2002.

Visando aumentar a atratividade da próxima licitação, a ANP adotou o sistema de células, uma metodologia de desenho e oferta dos blocos exploratórios baseada nos processos licitatórios do Mar do Norte (Reino Unido) e do Golfo do México (EUA). De acordo com o novo modelo, as bacias sedimentares serão divididas em setores, que são subdivididos em células que, por sua vez, dependendo da sua localização geográfica, em terra ou em mar, em águas rasas ou profundas, poderão ser únicas ou agrupadas em blocos de três tamanhos. Cada célula terá aproximadamente 32

km². Para as áreas ofertadas em terra, serão oferecidas as células únicas, entre 30 e 32 km². Para as localizações em águas rasas (inferior a 400 metros de profundidade), cada bloco terá uma área compreendida entre 171 a 192 km², correspondente a aproximadamente seis células. Para as áreas profundas (entre 400 e 2.000 metros) cada bloco terá entre 646 a 758 km², o que equivale a aproximadamente 24 células.

Outra modificação importante é a disponibilização de todos os blocos em lâmina d'água inferior a 2.000 metros que não estiverem licitados. No total, estão sendo ofertadas 1.106 células exploratórias (753 em águas rasas, 71 em águas profundas e 282 em terra), distribuídas em 9 bacias sedimentares. Vale lembrar que nas quatro rodadas anteriores de licitação foi ofertado um total de 157 blocos, sendo 88 arrematados por empresas nacionais e estrangeiras. Excluindo-se as áreas que já estão sob concessão, estarão à disposição das empresas todas as áreas dos 21 setores selecionados para a licitação.

Tabela 1: Distribuição das Células Ofertadas na Quinta Rodada

<i>Bacia</i>	<i>Nº Blocos</i>	<i>Área (km²)</i>	<i>Localização</i>
Foz do Amazonas	156	29.936,926	Águas rasas
Barreirinhas	62	11.917,011	Águas rasas
Potiguar	165	5.608,414	Terra
Recôncavo	41	1.245,590	Terra
Jequitinhonha	12	8.899,968	Águas profundas
Espírito Santo	76	2.356,997	Terra
	191	35.728,770	Águas rasas
Campos	38	7.204,544	Águas rasas
	6	4.296,400	Águas profundas
Santos	306	52.946,290	Águas rasas
	20	13.715,315	Águas profundas
Pelotas	33	21.360,482	Águas profundas
Total	753	137.733.541	Águas rasas
	71	48.272.165	Águas profundas
	282	9.211,000	Terra
	1106	195.216,700	Total

Fonte: ANP

Com este novo método, as empresas interessadas, ao invés de receberem um bloco com as dimensões definidas pela ANP, selecionariam as células de acordo com seus interesses, desenhando suas próprias áreas a partir da disposição das células. O leilão de cada célula permanece individual. A oferta de blocos de menor tamanho, em especial em áreas de maior conhecimento sísmico e geológico, em terra e em águas rasas, deverá atrair o interesse de empresas de pequeno e médio porte, como pretende a Agência.

No que concerne o programa exploratório mínimo (PEM), a ANP permitirá que as empresas os definam. Com isso, haverá extinção da devolução parcial dos blocos durante a fase de exploração, como ocorre com áreas licitadas nos leilões anteriores, havendo devolução de 100% do bloco após o período pré-definido. Este era um dos principais pontos dos processos licitatórios anteriores questionados pelas empresas do setor. Diferentemente das licitações já realizadas, o PEM fará parte dos critérios de licitação, juntamente com o bônus de assinatura e o conteúdo local. A inexistência de um programa implicará na desclassificação da oferta no leilão. A avaliação de ofertas atribuirá peso de 50% ao bônus oferecido, 30% ao programa exploratório e 20% ao conteúdo local (divido em fases de exploração e desenvolvimento). Os prazos de exploração variarão de acordo com a localização dos blocos, cabendo à ANP, ainda, o poder de estender o prazo de concessão (neste caso, com PEM definido em um poço exploratório). Além disso, o ano de carência para blocos em bacias maduras será eliminado.

Os procedimentos de habilitação das empresas serão idênticos aos das rodadas anteriores, com a classificação operacional seguindo critérios técnicos estabelecidos pela Agência. Operadores “tipo A” serão irrestritos, podendo participar da licitação de qualquer célula; operadores “tipo B” estarão restritos a células em terra e em águas rasas; enquanto que operadores “tipo C” estarão restritos aos blocos em terra em bacias maduras. Os bônus mínimos para os blocos “tipo A”, “B” e “C” serão de R\$ 100.000,00, R\$ 20.000,00 e R\$ 10.000,00, respectivamente. As taxas de participação por grupos de setores também serão reduzidas

Finalmente, no que tange as questões ambientais, a ANP definiu que o relatório de sensibilidade ambiental e o guia geral de licenciamento das áreas oferecidas, preparado pelo IBAMA, devem ser apresentados 6 meses antes da realização da licitação. Esta medida visa agilizar o processo de licenciamento ambiental, que tem sido um dos principais fatores de atraso dos programas de exploração em andamento.

Com esse modelo, a ANP objetiva incentivar a presença de novas empresas no setor, em especial as ditas independentes (de pequeno e médio portes), e dar maior flexibilidade e competição na negociação dos blocos. Além das novas regras licitatórias, a Agência espera criar um calendário de licitações definido, com um menor intervalo entre as rodadas.

Tabela 2: Prazos de Concessão e Possibilidade de Extensão com PEM

Localização	Bacia	Períodos Exploratórios (anos)	Qualificação Técnica Requerida
Terra	Potiguar	2+2	C
	Recôncavo	2+2	C
	Espírito Santo	2+2	C
Águas Rasas	Barreirinhas	5+1	B
	Campos	4+1	B
	Espírito Santo	5+1	B
	Foz do Amazonas	5+1	B
	Santos	4+1	B
Águas Profundas	Campos	5+1	A
	Jequitinhonha	6+1	A
	Pelotas	6+1	A
	Santos	5+1	A

Fonte: ANP

Entretanto, será difícil medir a eficácia das novas regras da ANP. Não obstante o esforço da Agência em tornar seu processo licitatório mais atrativo, a ausência de grandes descobertas por parte das novas operadoras nos blocos licitados até agora não oferece incentivos. Note-se, ainda, que o êxito dos leilões iniciais se deveu à entrada no mercado de novas empresas, até então ausentes na atividade de E&P no país. Não se deve esperar resultados semelhantes nos leilões subsequentes (como, de fato, já ocorreu com a quarta rodada).

Igualmente importante, é preciso lembrar que a Petrobras devolverá, no dia 6 de agosto de 2003, após prorrogação de dois anos, muitos dos blocos restantes do round zero, o que pode criar melhores expectativas em relação à sexta rodada. Como essas áreas terão passado por um processo de exploração que disponibilizará um pacote de dados sísmicos e geológicos mais detalhado do que o das áreas já definidas nessa quinta rodada de ofertas, é justificável que o setor aguarde com maior ansiedade a rodada seguinte, que deverá ser mais disputada. Contudo, nesta quinta rodada, a ANP estará buscando ofertar blocos para empresas com um outro perfil.

A ANP está ciente da expectativa em relação ao sexto round, e talvez por isso haja um maior incentivo para se ofertar regiões com baixa complexidade tecnológica, maior conhecimento geológico e menor risco. Note-se que uma medida adotada foi a exclusão dos blocos situados em regiões de águas ultraprofundas (acima de 2.000m de profundidade). Pode-se dizer que essa rodada de licitação tem como foco as empresas de peque-

no e médio porte, que terão uma boa oportunidade de entrar no concorrido mercado de E&P. Mesmo que as grandes empresas do setor venham a ter uma participação tímida na quinta rodada, não devemos acreditar que as pequenas empresas também fiquem esperando a próxima rodada, para então disputar com as grandes.

A experiência acumulada nas últimas rodadas foi decisiva no rumo dado às mudanças. A preocupação da ANP em atrair empresas de menor porte em parte pode ser explicada pela aparente redução do interesse das *super majors* observado no último round, em particular por áreas de fronteira geológica e em águas ultraprofundas. Isto se explica pelo fato das empresas já terem um nível relativamente elevado de exposição ao risco geológico do país. Assim, para aumentarem o nível de exposição, a maioria das petroleiras espera resultados dos programas exploratórios que estão levando a cabo, inclusive para obterem mais informações para definir uma estratégia para os esforços exploratórios no país. Logo, a mudança das regras de concessão representa uma inovação importante para manter o Brasil como uma das importantes fronteiras geológicas do mundo.

Leandro dos Reis Araújo
IE-UFRJ / Bolsista ANP

Rafael R. Pertusier
Mestrando IE-UFRJ
Pesquisador Infopetro
Economista Petrobras



2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás

Centro de Convenções do Hotel Glória, Rio de Janeiro, de 15 a 18 de junho de 2003.
<http://www.ie.ufrj.br/2dpetro/index.html>

A PDVSA em Meio à Crise da Venezuela

A crise política na Venezuela tem impactos muito importantes no mercado petrolífero mundial. Esta crise não poderia ter acontecido em momento pior para o mercado internacional de petróleo, já estressado com a iminência de guerra no Golfo Pérsico. Para entender estes impactos é importante analisar o principal ator da indústria de petróleo venezuelana, a PDVSA. A estatal venezuelana é a terceira¹ maior petrolífera do mundo, responsável por mais da metade da arrecadação fiscal da Venezuela e 80% das exportações do país. Só os EUA importam 70% desse total, sendo a empresa a segunda maior fornecedora norte-americana.

A empresa é responsável ainda pela quinta maior reserva de petróleo do mundo, cerca de 77 bilhões de barris de petróleo, o equivalente a metade das reservas da região. Sua capacidade de produção é de 3,8 milhões barris/dia e a de refino é de 3,1 milhões barris/dia, total proveniente das 24 refinarias da empresa, localizadas na Venezuela (6), EUA (8), Europa (9) e Caribe (1). As vendas chegaram a 3,20 milhões de barris diários em 2001. A receita da empresa neste ano foi de US\$ 46,2 bilhões, com lucro líquido de US\$ 4,0 bilhões. Sua base de ativos é da ordem de US\$ 57,5 bilhões.

O Posicionamento Estratégico

Uma das estratégias que a empresa vem buscando é o investimento no *dowstream*, como a aquisição de redes de distribuição nos EUA, buscando o escoamento de sua enorme produção. Vale lembrar que a empresa possui, em condições normais, uma capacidade ociosa em torno de 600 mil barris diários, e o escoamento desta produção depende não apenas do aumento da demanda, mas também de negociações com a OPEP, uma vez que a PDVSA responde pela quase totalidade da produção de hidrocarbonetos venezuelana.

A PDVSA planeja também expandir sua capacidade de produção de petróleo, com um aumento anual de até 7% nos próximos 6 anos. Para escoar esta produção, um dos principais pontos do planejamento estratégico da empresa é aumentar sua presença no resto da América Latina. No Brasil, a atuação da empresa começou a

ser desenhada quando planos de aproximação foram feitos com a Petrobras, em 2000. As atividades previstas pela empresa no país incluem tanto o *upstream* como o *downstream*. Na distribuição, o interesse é aumentar a demanda de suas refinarias no exterior e estabelecer uma rede de postos de combustíveis para atender à crescente demanda das regiões Norte e Nordeste. A estatal fechou um acordo com proprietários de postos de combustíveis do norte do Brasil e, a partir de 2003, vai começar a operar no país com bandeira própria na distribuição de derivados. A negociação foi feita em bloco e envolveu 70 postos sem bandeiras da região.

Ainda nos planos da empresa está a expansão para o Nordeste, a abertura de cerca de 600 postos na região e, possivelmente, em quatro anos, a construção de uma refinaria. O interesse especial da empresa nessas regiões está relacionado à sua localização geográfica, que proporcionará à PDVSA a possibilidade de fornecimento preferencial. Decerto, a empresa será um ator importante na negociação visando a construção de uma refinaria na região, o que poderá garantir um bom posicionamento competitivo no Brasil.

Impactos da Crise Política

A atual crise política venezuelana tem impactos muito importantes para o desenvolvimento da PDVSA e do setor petrolífero do país em geral. Em primeiro lugar, é importante ressaltar que os quadros da empresa se implicaram no conflito posicionando-se contra o Governo e vêm sofrendo forte retaliação, inclusive com demissões e expurgos. Este conflito está afetando a operacionalidade da empresa e traz o risco de comprometer a credibilidade e o crescimento da empresa. É importante ressaltar que uma das principais estratégias adotadas na política energética do país era a alavancagem da capacidade de investimento no setor petrolífero do país, em particular nos segmentos de gás natural e petróleo pesado, através de associação da PDVSA com empresas estrangeiras, em que credibilidade e estabilidade assumem grande importância para novos empreendimentos.

A PDVSA é uma empresa de extrema importância para o mercado de petróleo mundial e tende a ter um papel central na dinâmica desta indústria

¹ De acordo com o ranking da Petroleum Intelligence Weekly – PIW's Top 50.

na América Latina. Contudo, passa por um momento de delicado. A continuidade da atual crise política pode afetar conjuntamente o mercado mundial de petróleo e, de forma mais duradoura, atingir estratégia de expansão da empresa e do setor petrolífero venezuelano.

Kátia Regina do Valle Freitas
Bolsista ANP/IE-UFRJ

Carlos Augusto Góes Pacheco
Bolsista ANP/IE-UFRJ

FORMAÇÃO PROFISSIONAL – PÓS GRADUAÇÃO *LATO SENSU*

UFRJ OFERECE CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM ECONOMIA E GESTÃO EM ENERGIA (360 horas)

Encontram-se abertas as inscrições para a nova turma. Esse curso cristaliza uma parceria entre o **Instituto de Economia** e o **Instituto COPPEAD de Administração** na área de formação de executivos para atuar no mercado energético.

Com o **início marcado para agosto**, o curso estará sendo oferecido nas instalações do COPPEAD, às quintas-feiras, com conclusão prevista para julho de 2004.

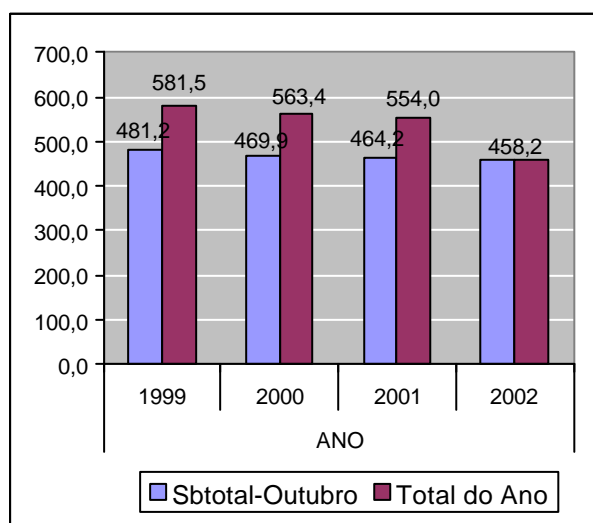
Informações podem ser obtidas por telefone: (21) 2598-9898 – fax (21) 2598-9883; por correio eletrônico: mbaenergia@coppead.ufrj.br ou através da Home page: ou www.coppead.ufrj.br

Comportamento Recente da Demanda de Combustíveis

O ano de 2002 foi um ano especial para o mercado de derivados no Brasil, pois marca o fim do processo gradual de desregulamentação dos preços dos derivados, com a extinção dos subsídios cruzados e a liberalização das importações de gasolina e diesel por parte de novos agentes. A entrada de novos fornecedores no mercado de combustíveis no Brasil dependerá da evolução da política de preços, da estrutura industrial do setor e da demanda de combustíveis. A análise da política de preços e da estrutura da indústria no setor de petróleo e gás foi tema de diversos artigos do Boletim Petróleo e Gás ao longo do ano. Cabe então uma análise de se comportou a demanda de derivados frente às alterações de preços ocorridas.

Os dados disponíveis sobre o consumo de derivados em 2002 só vão até outubro do referido ano. Assim, é importante analisar como se comportou a demanda por derivados nos últimos anos, no total do ano e no acumulado até outubro. A partir do gráfico¹ percebe-se uma tendência de queda no consumo de derivados desde 99, tanto no total, quanto no acumulado até o mês de outubro (2002 inclusive). Em termos percentuais esta queda foi de 3,11% entre 1999 e 2000 e de 1,67% entre 2000 e 2001. Até outubro a queda no consumo de derivados foi de 1,29%.

Tabela 1
Vendas de Derivados Total – 1999 – 2002
(milhões de barris)



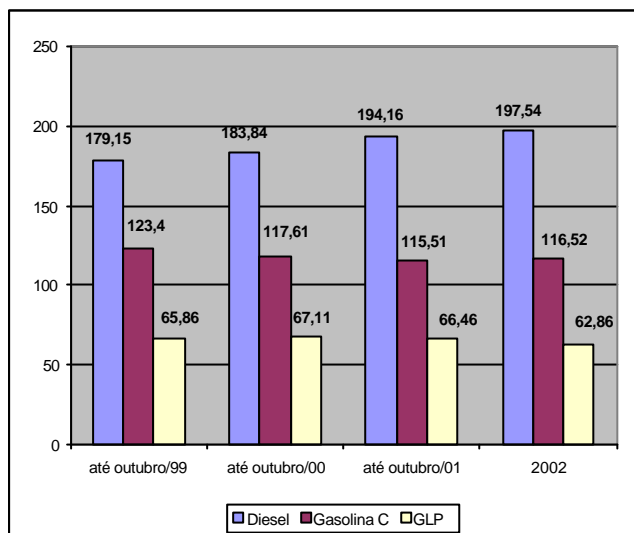
Fonte: ANP

Um dos fatores importantes que afetam a demanda de derivados é o comportamento do PIB. Em 2000, o PIB cresceu 4,36% em relação a 1999 e em 2001, o PIB, registrou um crescimento de 1,42% em relação ao ano anterior. Desagregando o PIB por seus componentes de despesa, temos que o consumo (item que interessa na análise) apresentou um crescimento de 3,24% em 2000 e 0,76% em 2001. Para 2002, estimativas do Grupo de Conjuntura do Instituto de Economia da UFRJ apontam um crescimento do PIB de 1,6% e de um crescimento do PIB da ordem de 2,4% para 2003.

Tendo em vista os índices positivos do PIB, fica claro que o mercado de derivados no país encontra-se numa fase muito desfavorável. Grosso modo, pode-se destacar três fatores que afetam a demanda por estes combustíveis: comportamento dos preços no mercado, o nível de renda e a concorrência com outros derivados. É válido dizer que todos estes fatores afetaram negativamente o mercado de combustíveis. Por um lado, os preços reais dos combustíveis elevaram-se sensivelmente nos últimos anos em função da desvalorização cambial e da elevação do preço da matéria prima no mercado internacional. Por outro lado, com a elevação dos preços dos combustíveis, a concorrência inter-energética intensificou-se, em particular em função da penetração do gás natural. Finalmente, não menos importante foi a redução da renda real disponível para o consumo, resultante do achatamento da massa salarial nos últimos 3 anos, que teve um efeito importante no setor de transporte.

Uma análise mais detalhada dos fatores por trás deste comportamento requer uma desagregação por derivado, uma vez que cada derivado tem sua demanda regida por uma lógica própria de funcionamento. Dessa maneira, é interessante analisar o comportamento do consumo dos seguintes derivados: gasolina, diesel e GLP. Estes três derivados responderam por 81% do consumo total em 2001.

Tabela 2
Consumo de Gasolina, Diesel e GLP, 1999 até 2002 (acumulado até outubro em milhões de barris por dia)



Fonte: ANP

O diesel é o derivado que responde pela maior fatia do consumo de derivados no Brasil, chegando a cerca de 40% do consumo total. A partir dos gráficos acima, nota-se que o consumo deste derivado acompanhou o comportamento do PIB nestes anos. Isto é apresentou um crescimento contínuo desde 99. A matriz de transporte nacional concentrada no modal rodoviário, bem como a inexistência de substitutos ao combustível explicam o comportamento pró-cíclico do diesel.

Ao contrário do mercado de diesel, a demanda de gasolina e GLP não vem acompanhando a evolução do PIB. Estes dois mercados são mais sensíveis à renda disponível para o consumo, já que os consumidores residenciais são responsáveis por boa parte da demanda. Desta forma, a queda da massa salarial e o aumento do preço real

destes produtos vem tendo impactos importantes sobre a demanda destes produtos. Esta tendência foi observada em recente pesquisa realizada pelas concessionárias de estradas paulistas, que mostrou que movimentação de veículos de passeio reduziu nos últimos dois anos, enquanto a movimentação de veículos pesados vem aumentando. Cabe ainda ressaltar o impacto da conversão de cerca de 250 mil veículos a gasolina para o gás natural veicular nos últimos 3 anos.

A demanda de GLP manteve-se relativamente estável entre 1999 e 2001. Entretanto, o fim do subsídio para o GLP em 2002 teve um impacto significativo na demanda, que se caiu cerca de 6% em 2002 em relação a 2001. A penetração do gás natural é outro fator que tendo a contribuir para um fraco desempenho deste mercado.

A análise dos dados referentes à demanda de combustíveis nos últimos 3 anos revelam algumas tendências preocupantes. A continuar a tendência atual, o desequilíbrio no perfil da demanda de combustíveis no Brasil tende a aumentar com a intensificação das importações de óleo diesel e um excesso de oferta de gasolina. Outra conclusão importante é que não basta crescimento econômico para aumentar a demanda de gasolina e GLP. É necessário um aumento da renda real disponível para o consumo. A reversão da tendência recente do comportamento da demanda de combustíveis vai depender não apenas do comportamento dos preços e do câmbio, mas da política macroeconômica e seus impactos sobre a massa salarial.

Carla Maria de Souza e Silva
 Mestranda IE-UFRJ / Bolsista ANP

Edmar de Almeida
 Professor IE-UFRJ

Para receber o **Boletim Petróleo & Gás Brasil gratuitamente**, nas versões em português e em inglês, basta enviar os seguintes dados para o e-mail infopetro@ie.ufrj.br:

NOME
 E-MAIL
 EMPRESA
 CARGO
 (Telefone e Endereço são opcionais)

Aumento nas Cotas da OPEP: Oficializando a Indisciplina?

Ao longo de 2002, a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) manteve suas cotas de produção nos níveis mais baixos em dez anos. Em dezembro, decidiu aumentá-las em 1,3 milhão de barris de petróleo por dia, totalizando 23 milhões bpd². Em vigor a partir do primeiro trimestre de 2003, as novas cotas não representam, entretanto, qualquer aumento *de facto* da produção.

O ano de 2002 termina com um excesso de produção sobre as cotas em aproximadamente 3 milhões bpd, o que, segundo muitos analistas, torna a política da OPEP incapaz de determinar os fundamentos do mercado de petróleo (*vide Petróleo & Gás Brasil, novembro 2002*). Na realidade, a Organização abandonara suas cotas e tornou sua produção endógena, objetivando sua faixa ótima de preços. Agora tenta restabelecer suas metas.

Mesmo com o aumento das cotas, ainda haverá sobre-produção. Contudo, carente de credibilidade, espera-se que esse aumento torne mais fácil a adesão dos países a suas cotas, devolvendo à OPEP parte da reputação perdida nos últimos meses.

A verdadeira intenção do cartel, ainda que contra-intuitiva, é justamente diminuir a produção com o aumento das cotas, dando um fim a seu desrespeito crônico. Representantes dos países-membros reunidos em Viena para a reunião da Organização expressaram suas preocupações com um possível colapso dos preços do petróleo com a redução da demanda por combustíveis ao final do inverno no hemisfério norte, em caso de contínua falta de controle sobre a produção.

O comportamento dos países-membros ao longo de 2002, se analisado sob a ótica dos preços, pode até ser considerado bem-sucedido, ainda que não se possa creditar qualquer sucesso às tentativas conjuntas de política da OPEP. Os preços do petróleo mantiveram-se dentro da faixa ótima da Organização (US\$ 22 - 28) durante a maior parte do ano, com variações na produção respondendo a variações na demanda. Contudo, a natureza da in-

dústria do petróleo é uma de grandes flutuações de preços, e uma das razões da OPEP é justamente proteger seus membros, altamente dependentes das rendas minerais, dessas variações. Se a falta de respeito às cotas foi “eficiente” e produziu resultados benéficos à organização neste último ano, não é garantia que seja o melhor procedimento a ser seguido. Os atuais altos preços do produto, entretanto, oferecem poucos incentivos aos cortes acertados em Viena.

As novas cotas, se respeitadas, representariam um corte de 7% nos níveis atuais de produção. Principal participante do cartel, a Arábia Saudita (responsável por um excesso de mais de 800 mil bpd) se comprometeu ao respeito absoluto a seus novos limites. Apesar disso, o ceticismo do mercado se justifica, tomando como experiência os últimos meses de quase total descontrole da produção. Além disso, o aumento do limite de produção da OPEP não resolve outro problema da organização. Ele simplesmente adia o debate de um reajuste das participações individuais de alguns países-membros (*vide Petróleo & Gás Brasil, novembro 2002*) e evita o embaraço dentro da Organização por parte daqueles responsáveis pela maior parte da sobre-produção. Note-se que as cotas foram ajustadas proporcionalmente, em 6%, para todos os países, sem levar em consideração aumento de capacidade de produção de alguns membros.

É preciso atentar que quaisquer conclusões tomadas sobre a análise dos dados da Organização a partir de janeiro podem ser tendenciosas. Basta lembrar que a greve na Venezuela praticamente paralisou a comercialização de petróleo do quinto maior exportador de cru do planeta. Em dezembro, suas exportações somaram 230 mil bpd, um décimo do volume do mês anterior. Como a Venezuela responde por 13% das importações de petróleo norte-americanas, a greve prejudica qualquer esforço de se aumentar os estoques do país com a perspectiva de guerra com o Iraque, inflando os preços. As mais recentes elevações dos preços do petróleo para além do teto ótimo da OPEP são atribuídas justamente a este evento. Muito provavelmente a produção da OPEP cairá para dentro dos limites das novas cotas, mas essa redução será artificial, uma vez que se dará em

² As cotas valem apenas para 10 dos 11 membros da OPEP. O Iraque, por ter suas exportações oficiais de petróleo subordinadas ao programa “oil for food” das Nações Unidas, não possui cota.

função à greve no país de Hugo Chávez.

Com as incertezas de uma guerra no Iraque ainda pairando sobre o mercado de petróleo, resta o consolo de que as políticas de produção da OPEP possam novamente servir como referência aos fundamentos deste mercado. Mas até que se possa verificar se houve ou não respeito às novas cotas, a Organização permanecerá descredenciada como indicadora de mercado.

Rafael R. Pertusier
Mestrando IE-UFRJ
Pesquisador Infopetro
Economista Petrobras

Tabela 1: Produção e Cotas da OPEP

País-membro	Produção Novembro 2002	Cotas Anteriores	Aumento	Novas Cotas Propostas
A. Saudita*	8.050	7.053	423	7.476
Argélia	950	693	42	735
Coveite*	1.960	1.741	104	1.845
E. Árabes	2.007	1.894	113	2.007
Indonésia	1.100	1.125	67	1.192
Irã	3.490	3.186	191	3.377
Líbia	1.350	1.162	70	1.232
Nigéria	2.004	1.787	107	1.894
Qatar	690	562	34	596
Venezuela	2,900	2.497	150	2.647
Total	24.510	21.700	1.300	23.000

Fonte: OPEP, Platts, EIA

* A produção da Zona Neutra é igualmente dividida entre Arábia Saudita e Coveite.

OIL & GAS LAW FORUM

Aspectos Regulatórios, Distorções Competitivas e o Papel do Novo Governo no Setor.

30 de Janeiro de 2003
Atlantica Business Center – RJ

Abertura: Dr. Ronaldo Camargo Veirano - Veirano Advogados
A Lei do Petróleo (Lei 9478), a ANP e os Contratos de Concessão. (Dr. Alfredo Rui Barbosa - Veirano Advogados)
O Novo Papel da Petrobras (Rui Berford Dias - Petrobras)
Distorções Competitivas no Mercado de Distribuição e Revenda.(Dr. Alisio Jaques Mendes Vaz - SINDICOM)
Perspectivas para a Disputa GN x GLP. (Dr. Adriano Pires - CBIE)
Propriedade Intelectual dos Dados Sísmicos no Brasil. (Dr. Valdir de Oliveira Rocha Filho - Veirano Advogados)
REPETRO e Tributação na Importação, Exportação e Transporte. (Dr. Guido Vinci - Veirano Advogados)
A Nova Metodologia de Licitações para Concessão de Blocos de Exploração e Produção de Hidrocarbonetos. (Dr. Ivan de Araújo Simões Filho-IDASF)
Aspectos Legais Ambientais, a Responsabilidade do Administrador e da Pessoa Jurídica. (Dra. Vanusa Murta Agreli - Murta Agreli Advocacia)
Considerações Preliminares sobre JOA (Joint Operating Agreement) e a Lei da Defesa da Concorrência. (Dr. Sissi Noronha - Esso)
Aspectos Políticos do Setor no Novo Governo. (Dr. David Zylbersztajn - DZ Consultores)

Realização:



0800 701 1979

www.braincompany.com.br

Apoio
INFO PETRO

Fatos Marcantes do Mês

Petrobras Descobre Novo Campo na Bacia de Campos

A Petrobras anunciou em dezembro a descoberta de petróleo no bloco BC-60, uma das maiores descobertas dos últimos dois anos, ao norte da bacia de Campos, em águas territoriais do Estado do Espírito Santo. Estudos indicam um potencial de cerca de 300 milhões de barris de óleo, e uma vazão de aproximadamente 20 mil barris por dia. A descoberta fica a cerca de 10 km do recém descoberto campo de Jubarte, que já possui reservas avaliadas em 600 milhões de barris de óleo equivalente. Os campos têm juntos reservas estimadas em 900 milhões de barris, que equivalem, vale notar, a quase 10% das reservas já confirmadas pela Petrobras. O Campo de Jubarte está atualmente produzindo em um único poço, de 17 mil barris de petróleo por dia. O novo poço, 1-ESS-116, foi perfurado a 76 km da costa, a uma profundidade de 1.478 metros. O reservatório, com espessura 60 metros, contém petróleo do tipo pesado (de 19º API). Um outro poço já está sendo perfurado na área do 1-ESS-116 para que seja possível complementar as informações e permitir a declaração de comercialidade junto à ANP.

El Paso Obtém Financiamento de US\$ 300 milhões

A norte-americana El Paso finalizou ontem o financiamento de US\$ 300 milhões com o International Finance Corporation (IFC). Os recursos vão financiar os investimentos já feitos pela El Paso na usina termelétrica Macaé Merchant (RJ). A El Paso negocia também um empréstimo de R\$ 300 milhões com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para a usina. A termelétrica está em operação desde novembro do ano passado e sua construção consumiu US\$ 740 milhões em investimentos, bancados integralmente pela El Paso. Agora, a empresa recorre à modalidade de *project finance*, dando como garantia ao IFC e ao BNDES seu fluxo de caixa e contratos acessórios. A potência média de Macaé Merchant é de 500 megawatts (MW). Segundo a empresa, a Petrobras pede que a usina gere para dar vazão ao gás natural, em seu projeto de queima zero na bacia de Campos. Com capacidade instalada de 870 MW, ela é a maior termelétrica

instalada no Brasil. As plantas do tipo merchant, como a Macaé, diferenciam-se das demais por não possuir contratos bilaterais de longo prazo. Sua produção tem como principal destino o mercado spot, como o Mercado Atacadista de Energia (MAE).

ANP Concede Crédito às Refinarias de Manguinhos e Ipiranga

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) garantiu um crédito de R\$ 123,3 milhões às duas únicas refinarias privadas brasileiras - Manguinhos e Ipiranga - pelo descumprimento de uma rentabilidade mínima prevista durante o período de transição de abertura do setor de combustíveis, terminado em agosto. Os créditos são garantidos mensalmente, mas ainda são motivo de discussão entre a agência e as empresas, que não reconhecem uma dívida com a agência referente ao pagamento de subsídio em anos anteriores. Os R\$ 123,3 milhões de crédito concedido às empresas referem-se ao período de dezembro de 2001 a agosto de 2002. Segundo a Lei 9478/97, que dispôs sobre a abertura do setor, as refinarias privadas teriam direito a uma margem mínima de refino durante o período de transição, para conseguirem sobreviver em um mercado dominado pela Petrobras. Como a estatal manteve os preços abaixo das cotações internacionais em 2002, as duas empresas perderam dinheiro e devem ser ressarcidas pelo Tesouro Nacional.

Petrobras Terá de Mudar Nome da Perez Companc

A Petrobras mudará o nome da empresa Perez Companc dentro de no máximo 90 dias após a aprovação da operação por parte da Comissão de Defesa da Concorrência. O nome Perez Companc deixará de existir como razão social e a Petrobras não poderá também usar PeCom Energía para identificar os ativos e operações adquiridos no último dia 17 de outubro. A família, antiga proprietária, se reservou o direito de guardar seu nome. Nem mesmo os postos de gasolina poderão continuar com o nome de PeCom, que se significa o desaparecimento total da marca de 56 anos na Argentina. A Petrobras deverá convocar uma as-

sembléia de acionistas para escolher o novo nome que identificará o grupo na Argentina, Venezuela, Equador e Peru, e toda a holding que é cotada nas Bolsas de Buenos Aires e Nova York.

Possíveis Problemas com a Adaptação da P-47

A Petrobras divulgou os preços apresentados pelas empresas que participaram da concorrência para adaptação da plataforma P-47, que vai substituir a P-36 – afundada no ano passado. Como já noticiado pelo *Boletim Petróleo & Gás Brasil*, o estaleiro vencedor foi o Ultratec. Contudo, os concorrentes prevêem sérios problemas com o local onde a embarcação será reformada. Trata-se do armazém 13 do Porto do Rio, que até agora não recebeu licença do IBAMA e da FEEMA para fazer tal obra. Vale lembrar que esse é um problema constante na indústria de petróleo brasileira. O prazo de entrega da P-47 é de 23 meses. Como não foi obtida nenhuma licença prévia com os órgãos ambientais, é quase certo que essa encomenda vá se transformar numa nova dor-de-cabeça para a Petrobras.

Petrobras Obtém Empréstimo de US\$ 300,00 milhões

A Petrobras captou em dezembro US\$ 300 milhões em um empréstimo externo, com vencimento total em oito anos e meio. Segundo a empresa, é um financiamento com seguro de risco político e garantido por três plataformas de petróleo da empresa no exterior. A operação obteve classificação de risco de crédito mais elevada do que a do Brasil pelos critérios da Moody's, que considerou o empréstimo investment grade, ou seja, com risco próprio para investimento. O chamado "grau de investimento" abre espaço para bancos mais conservadores participarem da operação, que consegue prazos maiores e taxas de juros menores.

Petrobras Condenada a Pagar Indenização Bilionária

Depois de três anos na Justiça, a Petrobras foi condenada em primeira instância, já no julgamento do mérito, a pagar 540 milhões de dólares – algo em torno de R\$ 2 bilhões – à empresa Marítima. Por atraso de entrega de seis plataformas, a

estatal rompeu unilateralmente todos os contratos. Contudo, duas delas já estavam no Brasil, prontas para entrar em operação. Não há acordo à vista.

Novas Descobertas na Bacia de Santa Catarina

Uma nova jazida de petróleo foi descoberta na Bacia de Santa Catarina, ao sul dos campos de Coral e Estrela, que entrarão em produção brevemente. Essa nova descoberta é pequena, mas o petróleo encontrado é de altíssima qualidade (41° API). A Petrobras opera o bloco em parceria com outras três empresas - Queiroz Galvão, Starfish e Coplex. Geralmente, os campos da Bacia de Santa Catarina - que vai do Paraná ao Rio Grande do Sul, confrontando-se ao Norte com a Bacia de Santos – apresentam uma estrutura geológica tal que não costumam ter longa duração. A produção dos poços é inicialmente grande, mas cai logo a partir do segundo ano. Coral deverá ter uma produção de 20 mil barris diários.

Rendimento da Petrobras É de 41,52%

Depois da queda no valor de suas ações em outubro passado, o investimento na Petrobras recuperou a rentabilidade. Desde o lançamento dos fundos, o ganho acumulado foi de 41,52%, cerca de três vezes mais do que a correção de 12,85% recebida pelo FGTS.

Reiniciada Produção no Campo de Roncador

A Petrobras reiniciou em dezembro a produção do campo de Roncador, com a entrada em operação de mais uma plataforma marítima de produção, a FPSO Brasil. Segundo a empresa, a essa plataforma serão interligados 11 poços, sendo oito produtores de óleo e os demais injetores de água. Cinco desses poços estavam interligados, anteriormente, à plataforma P-36. O Campo de Roncador, descoberto em outubro de 1996, é um dos maiores da Petrobras, com reservas de 2 bilhões de barris de óleo. Sua produção foi iniciada em janeiro de 1999 e interrompida em março de 2001, depois do acidente com a P-36.

A unidade FPSO-Brasil reinicia a carga com a produção de 22 mil barris diários. A capacidade total dessa unidade é para 90 mil barris por dia. Essa carga produtiva só estará operando no primeiro semestre de 2003. Esse novo equipamento

foi contratado sob a forma de aluguel e vai atender apenas à metade da produção da P-36. A FPSO vai ficar na Bacia de Campos até 2007, quando estiver pronta a plataforma P-52, em fase de licitação.

Financiamento para Gasoduto na Bolívia

O Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) aprovou um empréstimo de US\$ 132 milhões para a Transredes SA aumentar as exportações de gás natural da Bolívia. O financiamento inclui US\$ 75 milhões de empréstimo direto do BID e um empréstimo de US\$ 57 milhões do sindicato arranjado pelo ABN Anro e o Banco Bilbao Viscaya Argentina.

Investimentos da Petrobras na Bolívia Devem ser de US\$ 180 Milhões

Segundo o presidente da Petrobras-Bolívia, a Petrobras irá investir US\$ 180 milhões na país durante o ano de 2003. Com esse investimento, sobe para mais de US\$ 1 bilhão o valor total de recursos já calculados pela Petrobras na Bolívia desde 1996. A estatal brasileira pretende concluir no próximo ano a construção de unidades para a produção de gás, além de melhorar a logística de transporte do produto.



10 & 11 de Março de 2003

The Sheraton Rio Hotel, Rio de Janeiro, Brasil

A **Global Pacific & Partners** convida todos à nona conferência **Latin Oil & Gas 2003**.

Para maiores informações: <http://www.petro21.com/events/>

Apresentações: ANP, Shell, Phillips do Brasil, Sociedade Brasileira de Geofísica, GAIA, Amerada Hess, Ocean Energy, Waterous International, Petrobras, Syntroleum, Compagas, Universidade de Sao Paulo, ARPEL, Inelectra, Ecopetrol, Sipetrol, Ministério de Energia (México), Staatsolie (Suriname), Ministério das Minas e Indústria de Energia (Trinidad & Tobago)

Patrocinadores: TN Petroleum, International Herald Tribune, SIPETOL

Taxas

Congressistas: US\$ 995,00

Estatais e governo: US\$ 795,00

Realização



Apoio



Queima de Gás Associado: Problema ou Oportunidade?

Edmar Luiz Fagundes de Almeida
Professor IE-UFRJ

O Banco Mundial estima que um volume entre 100 e 130 bilhões de metros cúbicos de gás natural é queimado ou ventilado a cada ano no mundo. Isto representa cerca de 13% de toda produção de mundial. Este problema é ainda mais grave no continente africano, onde, dada a ausência de mercados e a grande produção de gás associado, 70% do gás produzido não é aproveitado comercialmente.

Tabela 1: Queima e Ventilação de Gás Natural no Mundo

Região	Bilhões metros cúbicos / ano
América do Norte	12-17
América Central e Sul	10
África	37
Oriente-Médio	16
Ásia	7-20
Ex-União Soviética	17-32
Europa	3

Fonte : Banco Mundial

A queima de gás natural representa um importante problema ambiental, já que contribui para o efeito estufa e para o aquecimento global. A ventilação, por sua vez, contribui para o agravamento do problema da redução da camada de ozônio, pela emissão de hidrocarbonetos não queimados. Estas questões ambientais vêm levando os governos nacionais a imporem restrições à esta prática da indústria do petróleo. Ademais, o protocolo de Kioto de 1998 condena o crescimento das emissões de carbono, e busca reduzir o aquecimento global através da diminuição das emissões pelos países desenvolvidos.

Os governos nacionais e as agências reguladoras vêm criando regras que tornam mais difícil o desenvolvimento de campos de petróleo que resultem na queima de gás natural. Alguns governos assinaram acordos com empresas produtoras que se comprometem a implementar programas de “queima zero”. Este tipo de acordo dá algum tempo às empresas para se adaptarem a um novo

padrão de regulação que pune com taxas e multas a queima de gás natural. Esta política foi adotada, por exemplo, no Brasil e na Nigéria. No Brasil, a Petrobras lançou o programa “queima zero” em

1998, com o objetivo de reduzir a queima de 23% da produção total para níveis compatíveis com o

padrão internacional³. Na Nigéria, todos os produtores de gás do país assinaram um acordo de “queima zero” que obriga as empresas a implementarem um programa para redução da queima para níveis aceitáveis até 2008.

Em muitos países desenvolvidos foi implementada uma política contra a queima de gás natural utilizando-se uma combinação de políticas fiscal e regulatórias que induzem à redução da queima. Além disto, empresas multinacionais – principalmente européias – vêm enfrentando pressão crescente em seus países de origem para reduzir a queima nos países em desenvolvimento em que operam. É o caso de empresas como ENI e Shell. Esta última, por exemplo, enfrentou pressão de organizações ambientais e associações de consumidores para melhorar as práticas ambientais e sociais na África.

Apesar desta pressão o nível de queima, o gráfico 1 deixa claro que esta redução não foi muito importante nos últimos 10 anos. Os esforços para redução da queima simplesmente foram contrabalançados pelo aumento da produção de petróleo com gás associado.

Tendo em vista a grande quantidade de gás queimado mundialmente, o Banco Mundial, em colaboração com o Governo da Noruega, lançou o programa “*Global Gas Flaring Reduction Initiative*”. Esta iniciativa visa apoiar a indústria do petróleo e os governos nacionais nos esforços para redução da queima do gás, buscando criar um ambiente econômico apropriado para o desenvolvimento de projetos de redução da quei-

³ Estes níveis elevados de queima no Brasil se explicam pela elevada participação das reservas de gás associado. Atualmente, cerca de 77% da produção de gás no Brasil é associada à produção de óleo.

ma. O programa tem seu foco na identificação de barreiras que atualmente dificultam os investimentos para redução da queima do gás. As principais atividades do programa até o presente momento são:

- Promoção do intercâmbio entre instituições envolvidas com o problema (agências reguladoras, ministérios e empresas);
- Difusão de informações referentes às melhores práticas e políticas anti-queima;
- Maximização do impacto dos projetos de redução de queima na redução da pobreza;
- Incorporação das práticas anti-queima na governança corporativa no setor de petróleo;
- Desenho de mecanismos de financiamento para projetos com externalidades positivas a nível global;
- Promoção de conferências visando a promoção de discussões e acordos internacionais visando a redução da queima.

Diante desta conscientização crescente com relação ao problema, é importante ressaltar que não apenas restrições e/ou punições tendem a surgir para as empresas de petróleo. A compreensão das dificuldades de monetização das reservas de gás associadas abrem espaço para uma participação do poder público em alguns gargalos

econômicos e tecnológicos. Do ponto de vista de gargalos econômicos, a baixa rentabilidade deste tipo de projeto, pode ser, em parte compensada por linhas de financiamento apropriadas. Esta é uma das linhas de atuação do programa liderado pelo Banco Mundial. Outra linha importante para atuação do poder público é no apoio ao desenvolvimento de novas tecnologias apropriadas à monetização de reservas de gás associado. Dentre estas tecnologias, destacam-se as plantas embarcadas de conversão química do gás natural (*gas-to-liquids* e produção de dimetil-éter) e de gás natural liquefeito e comprimido. Estas tecnologias já são bem estabelecidas no mercado, mas apresentam custos muito elevado nas escalas necessárias às plantas embarcadas.

Em relação do Brasil, pode-se concluir que o país tem todos os requisitos para se engajar neste esforço internacional de redução da queima do gás natural. Em primeiro lugar, os níveis de queima de gás no Brasil continuam elevados. Em segundo lugar, o país possui elevada capacitação institucional e tecnológica para poder elaborar e implementar programas visando o desenvolvimento de inovações que resultem na diminuição da queima de gás. Para tanto, é essencial o engajamento do poder público de uma maneira pró-ativa e construtiva nas iniciativas para redução da queima de gás natural.

Gráfico 1: Evolução Produção e da Queima de Gás Natural no Mundo

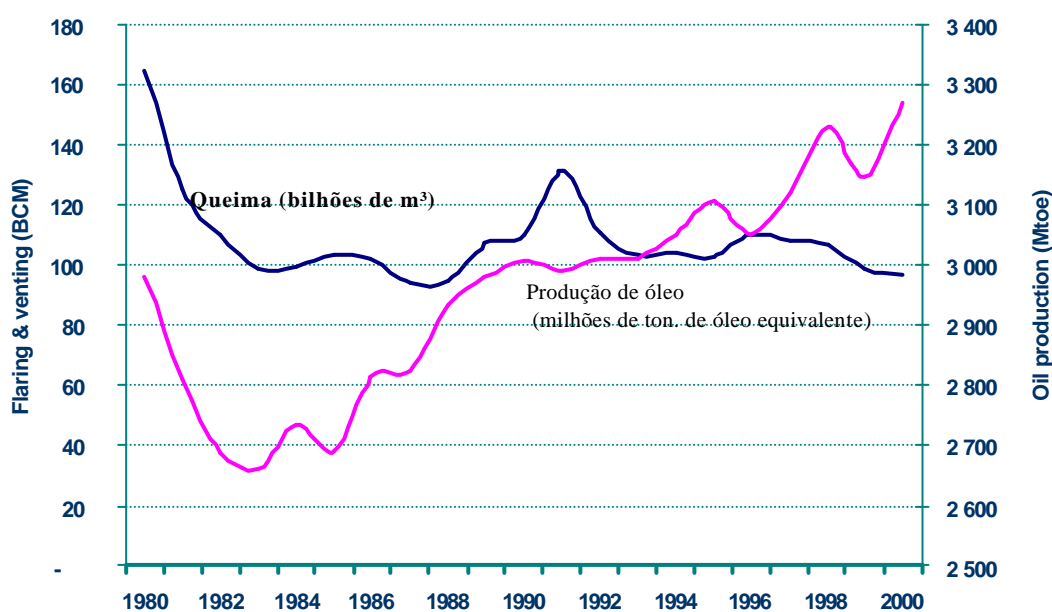
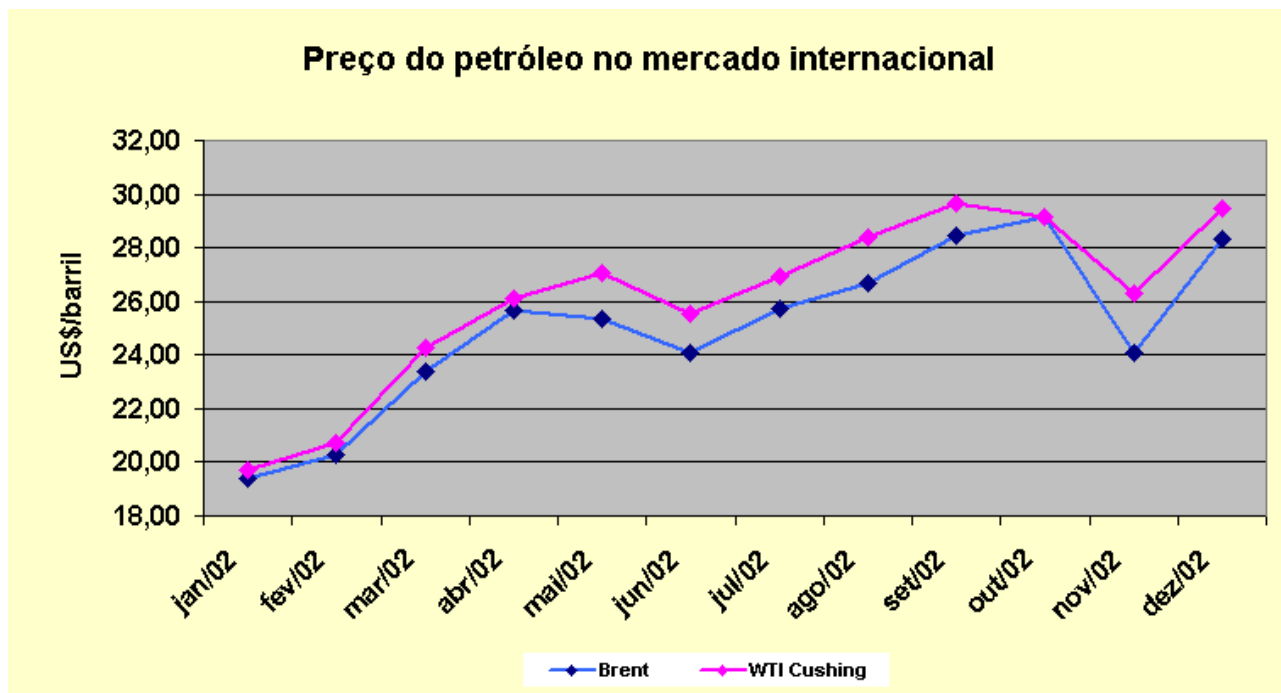
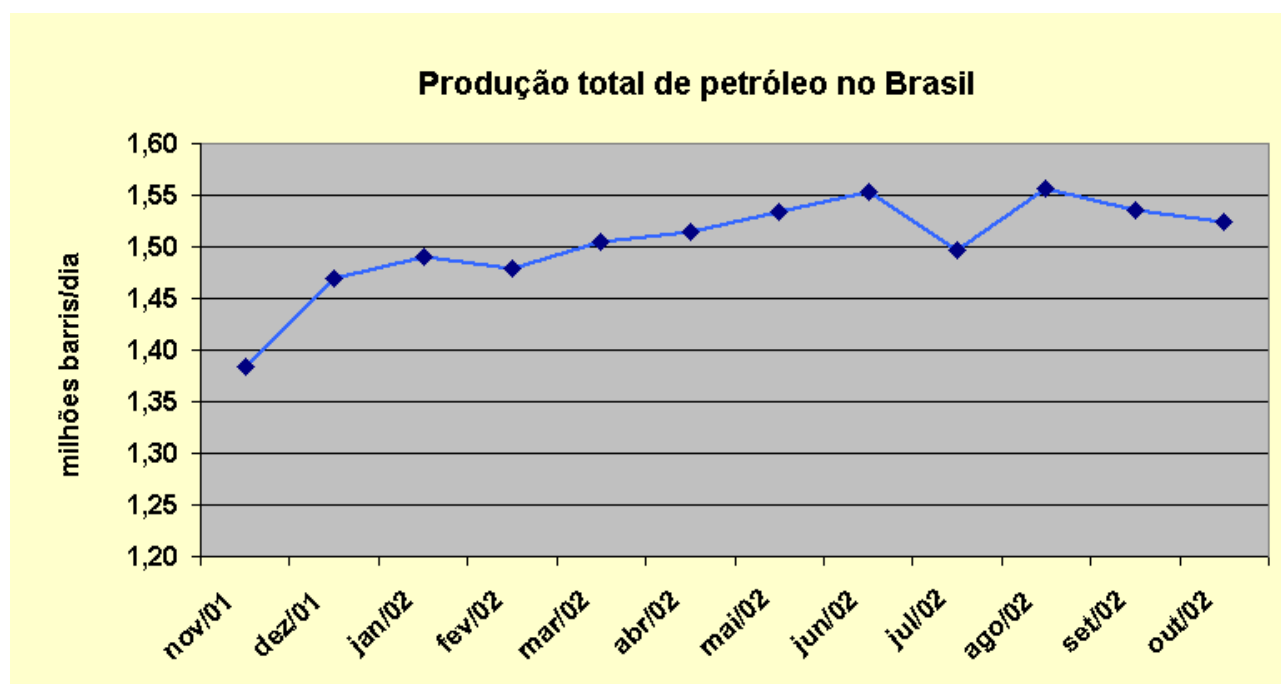


Gráfico 1



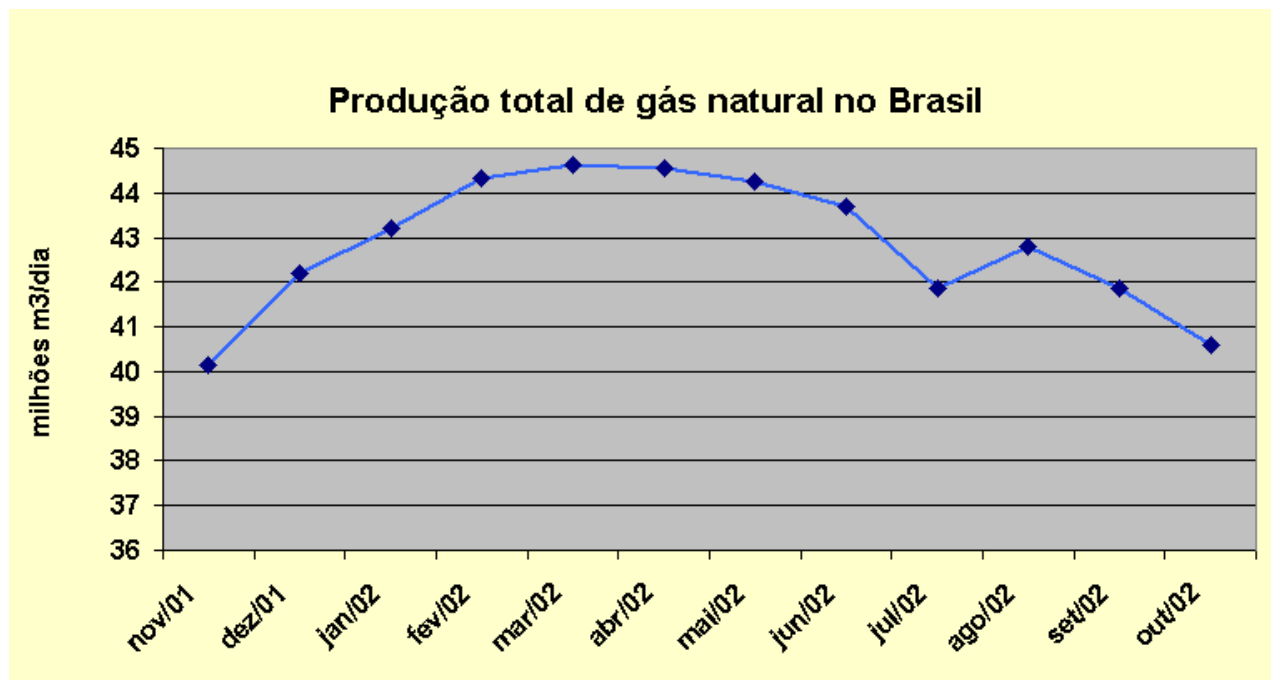
Fonte: EIA

Gráfico 2



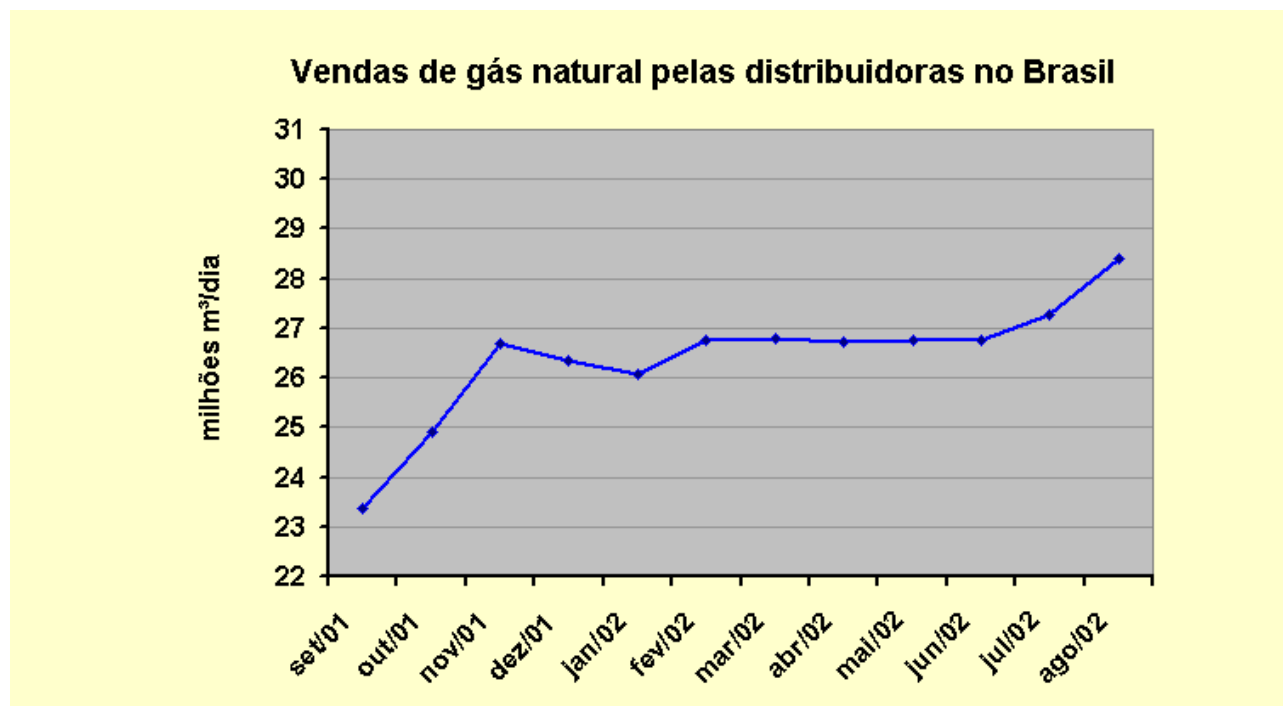
Fonte: ANP

Gráfico 3



Fonte: ANP

Gráfico 4



Fonte: Brasil Energia